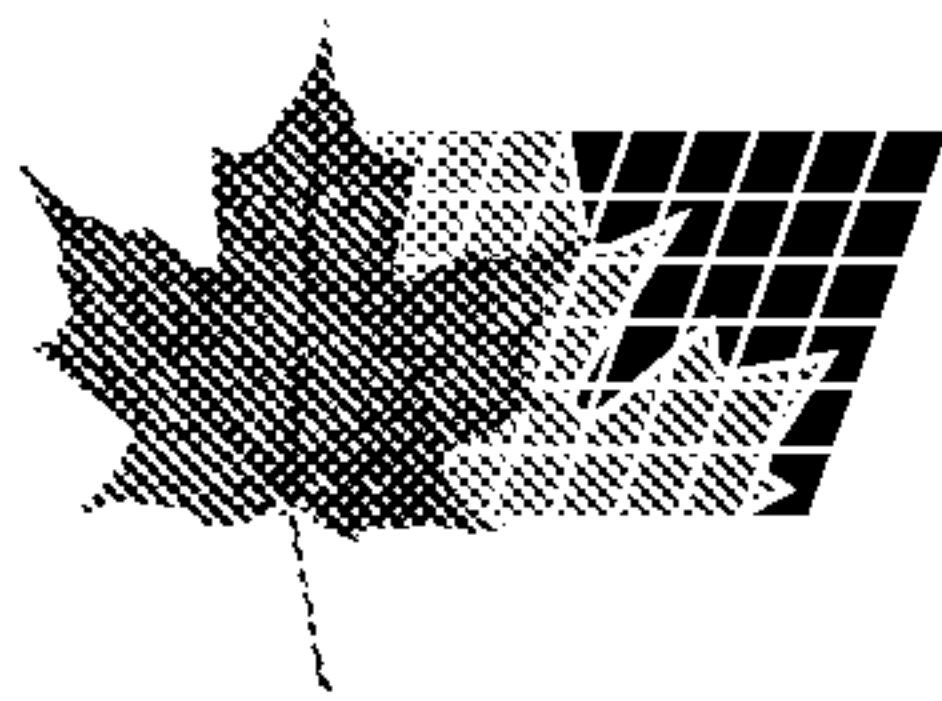




(72) JAUBERT, JEAN-MARC, FR

(72) NIKLAUS, ALAIN, FR

(71) ATOFINA, FR

(51) Int.Cl.⁷ F17D 3/03, F17D 1/04, B65G 51/00

(30) 1999/08/09 (99 10 322) FR

(54) **PROCEDE DE TRANSPORT DE NAPHTA DANS UN OLEODUC
DE PETROLE BRUT**

(54) **PROCESS FOR TRANSPORTING NAPHTHA IN A CRUDE OIL
PIPELINE**

(57) Ce procédé de transport d'un lot de naphta dans un oléoduc dont la destination première est de transporter du pétrole brut, est caractérisé par le fait que l'on fait cheminer dans l'oléoduc le lot de naphta encadré par des lots de condensats, à savoir un lot de condensat de tête et un lot de condensat de queue, et, à l'arrivée, on récupère le lot de naphta entre un moment de situant au plus tôt à la fin ou sensiblement à la fin du passage de la zone interface condensat de tête/naphta et un moment se situant au plus tard au début ou sensiblement au début de l'apparition de la zone interface naphta/condensat de queue.

ABRÉGÉ

Ce procédé de transport d'un lot de naphta dans un oléoduc dont la destination première est de transporter du pétrole brut, est caractérisé par le fait que l'on fait cheminer dans l'oléoduc le lot de naphta encadré par des lots de condensats, à savoir un lot de condensat de tête et un lot de condensat de queue, et, à l'arrivée, on récupère le lot de naphta entre un moment de situant au plus tôt à la fin ou sensiblement à la fin du passage de la zone interface condensat de tête/naphta et un moment se situant au plus tard au début ou sensiblement au début de l'apparition de la zone interface naphta/condensat de queue.

PROCÉDÉ DE TRANSPORT DE NAPHTA DANS UN OLÉODUC DE PÉTROLE BRUT

L'invention concerne le transport de naphtha dans un oléoduc ("pipeline") de pétrole brut.

5 Le naphtha est l'un des produits de raffinage du pétrole dont l'intervalle distillatoire se situe dans la zone de 50-180°C. Il est majoritairement constitué de paraffines, normales et iso, et, dans une moindre mesure, de naphténiques (cycloparaffines). Les produits oléfiniques et
10 aromatiques y sont minoritaires. Dans les schémas de raffinage et de valorisation du pétrole brut, cette coupe naphtha est classiquement destinée :

- au réformage, opération dans laquelle les paraffines et naphténiques sont transformés en aromatiques à hauts
15 indices d'octane, convenables pour entrer dans la formulation des supercarburants ;
- au vapocraquage, opération clé de la chimie de base dans laquelle le naphtha est craqué, en présence de vapeur d'eau, vers 750-850°C en éthylène, propylène,
20 butadiène, butènes, benzène et autres produits moins recherchés. Cette opération est décrite en détail dans le livre de A. Chauvel & Coll. Procédés de Pétrochimie Tome 1, page 131, éditions Technip (1985).

Le vapocraqueur se compose essentiellement d'une
25 "partie froide", dans laquelle les produits issus de la réaction de craquage sont séparés par distillation et purifiés, et d'une "partie chaude", dans laquelle ont lieu les réactions de craquage. Cette partie chaude comprend :

- une zone de convection, dans laquelle les produits sont
30 préchauffés de 120°C à environ 550°C par récupération des chaleurs sensibles des fours ;
- une zone de radiation, dans laquelle la température est élevée de 550°C à 750-850°C, où a lieu le craquage proprement dit ;
- 35 - une zone de trempe, dans laquelle la température des produits de craquage est brutalement abaissée de 750-

850°C à environ 350-400°C au moyen d'échangeurs fonctionnant avec de la vapeur.

Le naphta qui alimente le vapocraqueur ne doit pas contenir de produits lourds ou de produits indistillables sous peine d'encrasser rapidement la zone de convection, ou de coker la zone de trempe, incidents qui entraînent l'arrêt de l'unité pour nettoyage ou décokage. Compte tenu des tailles très importantes de ces unités (quantités de naphta traitées supérieures à 1,5 million de tonnes par an), de tels arrêts constituent des handicaps économiques majeurs.

Le transport du naphta, et plus généralement le transport des produits pétroliers raffinés, se fait dans des oléoducs dits "oléoducs de produits blancs". Un même oléoduc est utilisé pour le transport de différents produits qui y sont injectés séquentiellement par lots. A chaque interface entre lots différents, se forme une zone de mélange qui, à l'arrivée, correspond à un produit pollué dit "contaminat", lequel - en principe - doit être retraité avant son utilisation. Ce contaminat représente en moyenne 5 à 10% du lot total véhiculé dans l'oléoduc.

Les exploitants d'oléoduc connaissent et maîtrisent bien ce phénomène. Ainsi, pour réduire les volumes de contaminants ou minimiser leurs retraitements, on peut par exemple :

- 25 - éviter les arrêts de pompage qui entraînent des à-coups sur l'oléoduc ;
- rincer les stations de pompage pour éviter que les produits contenus dans les "bras morts" ne se mélangent au produit principal ;
- 30 - faire des lots les plus importants possibles ;
- veiller à ce que deux lots qui se succèdent n'aient pas des viscosités trop différentes ;
- regrouper les lots de qualités voisines de manière à minimiser les retraitements : ainsi, le contaminat entre un lot de fuel BTS (à basse teneur en soufre) et un lot de fuel HTS (à haute teneur en soufre) pourra être affecté au fuel HTS sans retraitement. De même,
- 35

le contaminat entre un lot de kérosène et un lot de gas-oil sera affecté au gas-oil.

Un problème beaucoup plus complexe à résoudre est le transport de produits raffinés dans un oléoduc de pétrole brut. Les oléoducs de pétrole brut existent en général avec de plus grands diamètres que les oléoducs de "produits blancs", et présentent ainsi des capacités de transport beaucoup plus importantes, généralement sur de plus grandes distances. Le transport de produits raffinés dans un oléoduc de pétrole brut se fait ainsi à coût bien plus faible comparativement à ce qu'il est sur les oléoducs de produits blancs. Par ailleurs, sur certains trajets, les oléoducs de produits blancs n'existent pas toujours et l'utilisation d'un oléoduc de pétrole brut permet alors d'économiser un investissement considérable. L'enjeu économique constitué par l'utilisation d'oléoducs de pétrole brut pour le transport de produits raffinés est ainsi très important, et c'est pourquoi ces oléoducs sont quelquefois utilisés pour cet usage malgré les problèmes délicats de contamination qu'il faut résoudre.

Ainsi, pour éviter ou minimiser les contaminations aux interfaces, entre lots de produits raffinés ou entre pétrole brut et produits raffinés, il y a lieu de prendre les précautions déjà énumérées dans la description du transport séquentiel de produits raffinés dans un oléoduc de produits blancs.

Cependant, le pétrole brut contient des produits fortement colorés, des paraffines longues qui peuvent précipiter, des asphaltènes insolubles, des charges minérales, tous facteurs qui entraînent dans le temps un dépôt sur les parois de l'oléoduc. Ce dépôt peut relarguer des impuretés au passage d'un lot de produit raffiné, ce qui constitue une nouvelle source de contamination qui atteint cette fois-ci le coeur du lot. L'article intitulé "Batching, treating keys to moving refined products in crude-oil line" de "Oil and Gas Journal" du 5 octobre 1998, page 49, expose très bien l'ensemble du problème et les précautions qu'il y a lieu de prendre pour minimiser les

contaminations aux interfaces et aux coeurs des lots. En particulier, l'utilisation de "racleurs" que l'on fait habituellement circuler dans l'oléoduc avec le pétrole brut pour nettoyer périodiquement les parois est à proscrire pendant le transport des produits raffinés, car elle augmente les turbulences et accroît le niveau de contamination des lots.

Cet article indique une séquence typique de lots de produits raffinés qui peuvent être transportés dans un oléoduc de pétrole brut :

Brut - Diesel - Supercarburant - Méthyl tert.-butyl éther (MTBE) - Supercarburant - Carburant pour avions (Jet A) - Diesel - Brut.

Une fois toutes les précautions prises pour minimiser les pollutions, chacune des interfaces des différents lots est détectée à l'arrivée par ultrasons et colorimétrie. Pour chaque lot, la totalité est distillée, traitée sur oxyde de zinc et envoyée vers le bac de produit fini correspondant. Les interfaces sont elles aussi distillées, traitées sur ZnO et envoyées sur des bacs de produits déclassés, en attente de retraitement.

Le transport de lots de naphta n'est cependant pas du tout envisagé dans cet article de *Oil & Gas Journal*.

La Société déposante a maintenant découvert que le transport de naphta entre deux lots de condensats dans un oléoduc de pétrole brut permettait de recueillir à l'arrivée un lot de naphta très peu pollué, convenable pour alimenter directement, sans aucun traitement, et en particulier sans distillation préalable, un vapocraqueur.

Contrairement au cas du transport des produits décrit dans l'article précité d'*Oil & Gas Journal*, où lesdits produits sont systématiquement redistillés à l'arrivée pour éliminer les pollutions apportées par le brut, la Société déposante a constaté que, de façon surprenante, les lots de naphta transportés entre deux lots de condensats, n'avaient pas besoin d'être redistillés avant d'alimenter le vapocraqueur.

La présente invention a donc pour objet un procédé d'acheminement d'un lot de naphta dans un oléoduc dont la destination première est de transporter du pétrole brut, caractérisé par le fait que l'on fait cheminer dans
5 l'oléoduc ledit lot de naphta encadré par des lots de condensats, à savoir un lot de condensat de tête et un lot de condensat de queue, et, à l'arrivée, on récupère le lot de naphta entre un moment se situant au plus tôt à la fin ou sensiblement à la fin du passage de la zone interface
10 condensat de tête/naphta et un moment se situant au plus tard au début ou sensiblement au début de l'apparition de la zone interface naphta/condensat de queue.

Les condensats sont les hydrocarbures liquides séparés des gaz par condensation. Il en existe deux
15 classes, qui peuvent naturellement être utilisées dans le procédé de l'invention :

- les condensats qui sont recueillis en tête de puits d'un champ gazier et dont la répartition des hydrocarbures se traduit par une plage distillatoire
20 allant d'environ 30°C à environ 200-350°C, le point final dépendant de la provenance du condensat considéré ; et
- les condensats qui sont recueillis dans les gaz associés à la production de pétrole brut, encore
25 appelés "natural gasolines", qui sont en moyenne plus légers que les précédents et dont la répartition des hydrocarbures se traduit par une plage distillatoire allant d'environ 30°C à environ 100-150°C.

Une description détaillée des principaux
30 condensats commercialement accessibles dans le monde peut être trouvée dans Poten and Partners "Condensates in World Commerce", édition de 1993.

Par distillation, la plupart des condensats peuvent être immédiatement valorisés en naphta, kérosène et
35 gas oil, et souvent un condensat est caractérisé par sa composition en chacun de ces trois produits. Par exemple, dans Poten and Partners, on peut lire que la composition du

condensat algérien HR720 (ex-Arzew) est la suivante (en % en volume) :

	Produits légers C_3-C_5 :	15,6%
	Naphta 100-180°C :	35,5%
5	Kérosène 165-235°C :	19,7%
	Gas-oil 235-300°C :	12%

On voit immédiatement tout l'intérêt que représente l'utilisation de condensats comme "charges de protection" d'un lot de naphta transporté dans un oléoduc de pétrole brut :

- 1 - Il s'est révélé qu'un lot de naphta encadré par deux charges de condensats pouvait être transporté sur près de 1000 km dans un oléoduc de pétrole brut sans subir de pollution notable et ainsi être directement utilisé comme charge de vapocraqueur ;
- 2 - Les zones d'interfaces précédemment décrites comme "contaminats", qui représentent environ 5 à 10% des lots, peuvent être mélangées au condensat, lequel, de toute façon, devait être distillé pour être valorisé ;
- 3 - La distillation pour valorisation des condensats permet de récupérer des quantités supplémentaires importantes de produits légers et de naphta utilisables comme charges de vapocraqueur.

Conformément à d'autres caractéristiques du procédé selon la présente invention,

- on utilise un lot de naphta dont la taille est aussi importante que possible en fonction des approvisionnements disponibles ; la taille de ce lot doit être aussi importante que possible pour minimiser la proportion relative des contaminants aux interfaces ; en pratique, cette taille est généralement comprise entre 9 000 et 45 000 m³ ;
- on utilise un lot de tête de condensat d'une taille au moins égale à 1 500 m³, notamment au moins égale à 4 000 m³ ; le lot de tête de condensat peut avoir une taille allant à plus de 50 000 m³ ;
- on utilise un lot de queue de condensat d'une taille au moins égale à 1 500 m³ ;

- on utilise un lot de tête de condensat dont la taille est au moins égale à la taille du lot de queue de condensat.

Ainsi, à quantité égale de condensat donné, on préfère toujours constituer un lot de tête plus important. Typiquement, lorsqu'on dispose de 40 000 m³ de condensats pour encadrer le naphta, on prendra communément 30 000 m³ en tête et 10 000 m³ en queue, et lorsque le lot de condensat disponible est limité, par exemple, de 7 000 m³, on préférera constituer un lot de tête de 5 000 m³ et un lot de queue de 2 000 m³.

Conformément à un mode de réalisation particulier du procédé de l'invention :

- on injecte le lot de condensat de tête de volume donné par pompage dans l'oléoduc de pétrole brut dont l'alimentation en pétrole brut a été arrêtée en amont, puis on injecte le lot de naphta de taille donnée, et enfin le lot de condensat de queue de taille donnée ;
- on remet ensuite en marche le pompage de pétrole brut ;
- et,
- à l'arrivée,
 - on repère l'interface pétrole brut/condensat de tête ;
 - on recueille alors dans un bac de condensat un volume au moins égal au volume de condensat de tête, tout en repérant la zone interface condensat de tête/naphta, de façon à diriger le flux de l'oléoduc vers les bacs de stockage de naphta au plus tôt lorsque la zone interface condensat de tête/naphta est passée ;
 - on repère la zone interface naphta/condensat de queue de façon à stopper le flux de l'oléoduc vers les bacs de naphta et à le rediriger vers les bacs de stockage de condensat au plus tard au début de l'apparition de la zone interface naphta/condensat de queue ;
 - on recueille alors dans des bacs de condensats un volume au moins égal au volume de condensat de

queue, tout en repérant l'interface condensat de queue/pétrole brut.

Conformément à des modes de réalisation préférés du procédé selon la présente invention :

- 5 - on repère les interfaces pétrole brut/condensat de tête et condensat de queue/pétrole brut par densitométrie;
- on repère les zones interfaces condensat de tête/naphta et naphta/condensat de queue par densitométrie et/ou par colorimétrie ;
- 10. - après apparition de l'interface pétrole brut/condensat, on recueille dans un bac de condensat un volume égal au volume connu de condensat de tête injecté augmenté de 100 - 1000 m³, puis on met en service un colorimètre et on ne dirige le flux de l'oléoduc vers les bacs de
- 15 stockage de naphta que lorsque l'indice colorimétrique atteint une valeur I_c fixée, correspondant à la pureté recherchée du naphta ;
- on repère l'arrivée de l'interface naphta/condensat de queue par un densimètre situé en amont à une distance
- 20 d (exprimée en m³), connue avec précision, de la station de réception des lots, le flux de l'oléoduc vers les bacs de naphta étant stoppé pour être dirigé vers les bacs de condensats dès l'apparition de cet
- 25 interface au niveau de la station de réception des lots ou quelques centaines de m³ auparavant, en tout état de cause dès que l'indice colorimétrique I_c commence à changer. La distance d est évidemment supérieure à ces quelques centaines de m³.

La présente invention porte également sur

30 l'utilisation du naphta acheminé et récupéré par le procédé tel que défini ci-dessus comme charge directe d'un vapocraqueur.

Les Exemples suivants illustrent la présente invention sans toutefois en limiter la portée.

EXEMPLES 1 à 9

Mode opératoire général : transport de naphta dans un oléoduc de pétrole brut

- 5 Les essais de transport de naphta ont été effectués dans un oléoduc de pétrole brut long de 700 km et 1,016 m (40 pouces) de diamètre, selon le procédé suivant :
- 10 (a) on a injecté par pompage dans l'oléoduc de pétrole brut, dont l'alimentation en pétrole a été arrêtée en amont, un premier lot de condensat, dont la nature et la taille sont indiquées pour chaque exemple dans le Tableau 1 ci-après ;
- 15 (b) on a injecté ensuite un lot de naphta dont la taille est, pour chaque exemple, également indiquée dans le Tableau 1 ;
- (c) on a injecté enfin un lot de condensat de queue, dont la taille est, pour chaque exemple, également indiquée dans le Tableau 1 ;
- 20 (d) on a remis en marche le pompage du pétrole brut ; et à l'arrivée :
- 25 (e) on a repéré par densitométrie l'interface pétrole brut/condensat de tête : la densité des pétroles bruts varie entre environ 0,80 et environ 0,87, alors que la densité des condensats est typiquement comprise entre environ 0,70 et environ 0,72 ;
- (f) on a alors recueilli dans un bac de condensat, un volume de contaminat + condensat, égal au volume de condensat de tête injecté augmenté d'environ 500 m³ ;

10

- (g) on a alors mis en circuit un colorimètre, et on n'a dirigé le flux de l'oléoduc vers les bacs de stockage de naphta que lorsque l'indice colorimétrique indiqué par l'appareil était inférieur à 60 sur une échelle établie de la manière suivante :

5

Indice Colorimétrique	Naphta pur (litres)	Pétrole brut IRANHY (IRH) d = 0,8704 (grammes)
0	5	0
30	5	1,5
60	5	3,0

10

- (h) on a repéré l'arrivée de l'interface naphta/condensat de queue par un densimètre situé en amont à environ 10 000 m³ de la station de réception des lots. On a stoppé le flux de l'oléoduc vers les bacs de naphta pour le diriger vers les bacs de condensats dès l'apparition de cet interface ou quelques centaines de m³ avant, en tout état de cause dès que l'indice colorimétrique dépasse 60 ;
- (i) on a détecté la fin de l'opération par l'apparition de l'interface condensat/pétrole brut repéré par densitométrie.

15

20

Dans le Tableau 1 suivant, on a indiqué, pour chaque exemple, la quantité de naphta récupéré, que l'on a envoyé sur le vapocraqueur, ainsi que la quantité de naphta déclassé, qui est la quantité de naphta envoyé dans les bacs de condensats par suite de la pollution aux interfaces.

25

TABLEAU 1

Exemple	NAPHTA TRANSPORTÉ (m³)	CONDENSAT DE TÊTE (m³)		CONDENSAT DE QUEUE (m³)		NAPHTA RÉCUPÉRÉ ENVOYÉ SUR LE VAPOCRAQUEUR (m³)	NAPHTA DÉCLASSÉ (m³)
		Nature	Quantité (m³)	Nature	Quantité (m³)		
1	42 857	ARZEW	33 398	ARZEW	8 013	40 637	2 220
2	27 589	BEJAIA	7 031	BEJAIA	3 387	25 606	1 983
3	38 573	ALBA	7 059	ARZEW	2 911	37 454	1 119
4	43 370	HVN	18 315	HVN	6 466	42 373	997
5	22 979	BANDAR	34 923	BANDAR	5 713	21 770	1 209
6	8 976	BEJAIA	29 945	BEJAIA	17 021	7 558	1 418
7	43 852	ARZEW	7 211	ARZEW	2 554	41 549	2 303
8	41 246	ARZEW	3 948	ARZEW	2 069	36 576	4 670
9	16 266	BEJAIA	30 983	BEJAIA	12 974	14 454	1 812

Tous les NAPHTAS récupérés ont été normalement craqués sur le vapocraqueur sans augmentation de l'encrassement des zones de convection ni cokage anormal des échangeurs de trempe.

REVENDICATIONS

1 - Procédé de transport d'un lot de naphta dans un oléoduc dont la destination première est de transporter du pétrole brut, caractérisé par le fait que l'on fait
5 cheminer dans l'oléoduc le lot de naphta encadré par des lots de condensats, à savoir un lot de condensat de tête et un lot de condensat de queue, et, à l'arrivée, on récupère le lot de naphta entre un moment de situant au plus tôt à la fin ou sensiblement à la fin du passage de la zone interface
10 condensat de tête/naphta et un moment se situant au plus tard au début ou sensiblement au début de l'apparition de la zone interface naphta/condensat de queue.

2 - Procédé selon la revendication 1, caractérisé par le fait que l'on utilise un condensat choisi parmi :
15 - ceux qui sont recueillis en tête de puits d'un champ gazier et dont la répartition des hydrocarbures se traduit par une plage distillatoire allant d'environ 30°C à environ 200-350°C ; et
- ceux qui sont recueillis dans les gaz associés à la
20 production de pétrole brut et dont la répartition des hydrocarbures se traduit par une plage distillatoire allant d'environ 30°C à environ 100-150°C.

3 - Procédé selon l'une des revendications 1 et 2, caractérisé par le fait que l'on utilise un lot de naphta
25 dont la taille est aussi importante que possible en fonction des approvisionnements disponibles.

4 - Procédé selon la revendication 3, caractérisé par le fait que l'on utilise un lot de tête de condensat d'une taille au moins égale à 1500 m³, notamment au moins
30 égale à 4000 m³.

5 - Procédé selon l'une des revendications 1 à 4, caractérisé par le fait que l'on utilise un lot de queue de condensat d'une taille au moins égale à 1500 m³.

6 - Procédé selon l'une des revendications 1 à 4, caractérisé par le fait que l'on utilise un lot de tête de
35 condensat dont la taille est au moins égale à la taille du lot de queue de condensat.

7 - Procédé selon l'une des revendications 1 à 6, caractérisé par le fait que :

- on injecte le lot de condensat de tête de volume donné par pompage dans l'oléoduc de pétrole brut dont l'alimentation en pétrole brut a été arrêtée en amont, puis on injecte le lot de naphta de taille donnée, et enfin le lot de condensat de queue de taille donnée ;
- on remet ensuite en marche le pompage de pétrole brut ; et,
- 10. - à l'arrivée,
 - on repère l'interface pétrole brut/condensat de tête ;
 - on recueille alors dans un bac de condensat un volume au moins égal au volume de condensat de tête, tout en repérant la zone interface condensat de tête/naphta, de façon à diriger le flux de l'oléoduc vers les bacs de stockage de naphta au plus tôt lorsque la zone interface condensat de tête/naphta est passée ;
 - 15
 - 20 - on repère la zone interface naphta/condensat de queue de façon à stopper le flux de l'oléoduc vers les bacs de naphta et à le rediriger vers les bacs de stockage de condensats au plus tard au début de l'apparition de la zone interface naphta/condensat de queue ;
 - 25
 - on recueille alors dans des bacs de condensats un volume au moins égal au volume de condensat de queue, tout en repérant l'interface condensat de queue/pétrole brut.

30 8 - Procédé selon la revendication 7, caractérisé par le fait que l'on repère les interfaces pétrole brut/condensat de tête et condensat de queue/pétrole brut par densitométrie.

9 - Procédé selon l'une des revendications 7 et 8, 35 caractérisé par le fait que l'on repère les interfaces condensat de tête/naphta et naphta/condensat de queue par densitométrie et/ou colorimétrie.

10 - Procédé selon l'une des revendications 7 à 9, caractérisé par le fait qu'après apparition de l'interface pétrole brut/condensat, on recueille dans un bac de condensat un volume égal au volume connu de condensat de tête injecté augmenté de 100 - 1000 m³, puis on met en service un colorimètre et on ne dirige le flux de l'oléoduc vers les bacs de stockage de naphta que lorsque l'indice colorimétrique atteint une valeur Ic fixée, correspondant à la pureté recherchée du naphta.

10. 11 - Procédé selon l'une des revendications 7 à 10, caractérisé par le fait qu'on repère l'arrivée de l'interface naphta/condensat de queue par un densimètre situé en amont à une distance d (exprimée en m³), connue avec précision, de la station de réception des lots, le flux de l'oléoduc vers les bacs de naphta étant stoppé pour être dirigé vers les bacs de condensats dès l'apparition de cet interface au niveau de la station de réception des lots ou quelques centaines de m³ auparavant, en tout état de cause dès que l'indice colorimétrique Ic commence à changer.

20 12 - Utilisation du naphta acheminé et récupéré par le procédé tel que défini à l'une des revendications 1 à 11 comme charge directe d'un vapocraqueur.